



中华人民共和国安全生产行业标准

AQ 2083—2025

陆上石油天然气钻井井控技术规范

Oil and natural gas drilling

Safety specification for onshore petroleum and natural gas drilling

2025 10 18 实施

2025 04 17 发布

国家安全生产监督管理总局 发布

中华人民共和国应急管理部

目次

前言	II
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 管理要求	1

5 隐患排查治理	12
5.1 隐患排查	12
5.2 隐患治理	12
5.3 隐患治理效果评估	12
6 隐患排查治理的信息化管理	12
7 隐患排查治理的考核	12
8 隐患排查治理的档案管理	12
8.1 隐患排查	12
8.2 隐患治理	12
8.3 隐患排查治理效果评估	12
8.4 隐患排查治理的考核	12
8.5 隐患排查治理的档案管理	12
8.6 隐患排查治理的档案管理	12

前 言

本文件的全部技术内容为强制性。

本文件按照 GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

请注意本文件的某些内容可能涉及专利。本文件的发布机构不承担识别专利的责任。

本文件由中华人民共和国应急管理部提出，危险化学品安全监督管理二司业务管理，政策法规司统筹管理。

本文件由全国安全生产标准化技术委员会石油天然气开采安全分技术委员会(SAC/TC 288/SC 10)技术归口及咨询。

本文件起草单位：中国石油集团渤海钻探工程有限公司、中国石油集团油田技术服务有限公司、中国石油集团川庆钻探工程有限公司、中国石油集团安全环保技术研究院有限公司、中石化胜利石油工程有限公司、中国石油集团塔里木油田分公司、中国石油集团西南油气田分公司、中国石油大学(北京)、西南石油大学、中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司、安东石油技术(集团)有限公司。

陆上石油天然气钻井安全规范

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

……

3.6

溢流 overflow

因地层流体侵入井内引起井口返出的钻井液量比泵入量大,或停泵后井口钻井液自动外溢的现象。

[来源:GB/T 8423.2—2018,2.9.34]



钻、副司钻、井架工、溢流监测人员、录井工、钻井液工等现场工作人员应持井控培训合格证上岗。井控培训应包括但不限于如下内容：

- a) 井喷的危害、井控岗位职责、井控制度、井控基本概念和原理；
- b) 地层压力预测和监测、溢流和井喷发生原因及溢流的及时发现、关井程序和常用压井方法的原理及参数计算、压井施工和复杂井控问题的处理、应急处置；
- c) 井控装置的结构、工作原理、安装、调试、试压、使用、维护保养和故障排除。

4.8 发包单位、承包单位参与含硫油气井钻井作业及从事现场技术服务的人员应接受硫化氢防护培训，持硫化氢培训合格证上岗。硫化氢防护培训应包括但不限于如下内容：

- a) 硫化氢的来源、理化特性、中毒反应及中毒的现场救护；
- b) 硫化氢腐蚀及防腐；
- c) 现场作业的安全措施及应急响应程序；
- d) 硫化氢检测仪器及防护器具的使用、检测和维护。

4.9 发包单位、承包单位应针对作业内容、环境条件、设施类型、应急救援资源等因素编制井喷应急预案。应急预案内容应明确高含硫油气井失控井口点火的条件、点火决策人。应急预案应与相关人民政府及其部门的应急预案相衔接。

4.10 发包单位、承包单位应制订应急演练计划，定期组织应急演练。

4.11 发包单位、承包单位应在发生井喷后立即启动应急预案，组织开展应急救援行动。

4.12 发包单位应建立健全监督管理机制，在作业活动中对承包单位的安全生产进行统一协调、监督管理。建立三高油气井、探井和其他重点井监督制度，油气层钻井期间，发包单位应委派监督驻井或巡井。

4.13 发包单位应结合属地油气藏特点以及井控管理实际情况，制定钻井井控实施细则。

4.14 发包单位应根据地质特征、地层压力、有毒有害气体含量、浅层气、井别井型、历史井喷情况、周边环境、工艺技术等因素，制定单井井控风险分级标准，对单井进行井控风险分级。

4.15 发包单位应根据井控风险级别，在队伍能力、工艺措施、装备配套、监督管理等方面制定分级管控措施。

4.16 承包单位的钻井施工队伍应编制现场处置方案，定期开展演练。

5 设计

5.1 通用要求

5.1.1 发包单位应根据井控风险等级，明确承担工程设计单位的资质要求、设计人员相应的现场工作经验和相关的专业资格要求。

5.1.2 发包单位、承包单位应明确设计的编制、审核、审批及变更程序与责任。

5.1.3 承担设计的单位应对设计进行跟踪回访。

5.2 地质设计

5.2.1 地质设计中所提供的井位应符合下列安全距离要求，若因特殊情况不能满足要求时，发包单位应组织进行安全评估、论证，经批准后方可实施。

- a) 油气井井口距高压线及其他永久性设施不小于 75 m，距民宅不小于 100 m，距铁路及高速公路不小于 200 m，距学校、医院、油库、人口密集及高危场所等不小于 500 m；
- b) 油气井之间的井口中心间距不小于 2 m；高压油气井、高含硫油气井井口距其他井井口之间的距离大于钻进本井所用钻机的钻台长度，且不小于 8 m。

5.2.2 以井口中心点为基准，对区域探井及高含硫油气井周围 5 000 m、探井周围 3 000 m 范围内的居

民住宅、学校、公路、铁路和厂矿等进行勘测,并调查 500 m 以内的人口分布及其他情况,在地质设计中标明位置和说明。

5.2.3 在地下矿产采掘区钻井,地质设计中应标明采掘矿井井口位置及坑道的分布、走向、长度和离地表深度。设计井筒与地下矿产采掘坑道、矿井通道之间的距离应不小于 100 m。

5.2.4 地质设计中应提供本井预测全井段地层孔隙压力剖面、地层坍塌压力剖面、地层破裂压力剖面(裂缝性碳酸盐岩地层只需提供邻近已钻井地层承压能力试验数据)、浅气层资料、油气水显示和复杂情况等。

5.2.5 地质设计中应提供本构造邻井的钻探情况,包括邻井井身结构、水泥返高、固井质量及邻井注采层位和钻井复杂情况等资料。在开发调整区钻井,地质设计中应明确邻近注水、注气(汽)井分布及注水、注气(汽)情况,提供分层动态压力数据。

5.2.6 在含硫化氢等有毒有害气体的地区钻井,地质设计中应对含硫化氢等有毒有害气体层位、埋藏深度及含量进行预测说明,针对三高油气井应进行明确提示。

5.3 工程设计

5.3.1 井身结构设计

5.3.1.1 工程设计应根据地层孔隙压力、地层破裂压力、岩性剖面及保护油气层的需要,设计合理的井身结构和套管层序。

5.3.1.2 井身结构应符合以下安全技术要求:

- a) 表层套管下深应能封隔浅部复杂层段,固井水泥应返至地面;
- b) 技术套管下深要考虑防止喷、漏、塌、卡的需要;
- c) 在地下矿产采掘区钻井,表层或技术套管下深应封住开采段并超过其 100 m 以上,固井水泥应返至地面;
- d) 高压油气井、高含硫油气井的技术套管、生产套管水泥应返至上一级套管内或地面;
- e) 尾管的管外水泥应返至悬挂器位置。

5.3.2 钻井液设计

5.3.2.1 钻井液设计应根据地质资料和钻井安全要求设计钻井液类型和密度。

5.3.2.2 除欠平衡、控压钻井及压力敏感性窄密度窗口地层钻井外,常规钻井工艺下钻井液密度设计应以各裸眼井段中的最高地层孔隙压力当量密度值为基准,根据地层孔隙压力的预测精度、油气水层的预测产能、油气水层的埋藏深度、地层油气中硫化氢的含量、地层坍塌压力和地层破裂压力等情况,按以下要求附加安全值或附加压力:

- a) 油井、水井附加安全值为 $0.05 \text{ g/cm}^3 \sim 0.10 \text{ g/cm}^3$ 或附加压力 $1.5 \text{ MPa} \sim 3.5 \text{ MPa}$;
- b) 气井附加安全值为 $0.07 \text{ g/cm}^3 \sim 0.15 \text{ g/cm}^3$ 或附加压力 $3.0 \text{ MPa} \sim 5.0 \text{ MPa}$ 。

5.3.2.3 钻开油气层前应储备加重钻井液或加重材料,含硫油气井还应储备除硫剂。

5.3.3 固井设计

5.3.3.1 技术套管材质、强度、扣型、管串结构设计(包括钢级、壁厚以及扶正器等附件)应满足封固复杂井段、固井工艺、井控安全以及下一步钻井中应对地层不同流体的要求。

5.3.3.2 生产套管材质、强度、扣型、管串结构设计(包括钢级、壁厚以及扶正器等附件)应满足固井、完井、井下作业及油气生产的要求。

5.3.3.3 高含硫油气井生产套管及其他管材和工具应满足抗酸性气体腐蚀的要求。

5.3.3.4 固井设计水泥用量应满足固井水泥返高的要求。固井和候凝过程应确保井筒液柱压力稳定。

5.3.4 井控装置设计

5.3.4.1 防喷器压力等级应与相应井段中的最高地层压力或预计最大关井压力相匹配。

5.3.4.2 三高油井其最后一层技术套管因承压不足故，应钻过该层。

防喷器压力等级。

5.3.4.5 应明确各次开钻井口装置及井控管汇安装、试压要求，并绘制安装示意图。

5.3.4.6 应根据需要明确钻具内防喷工具、钻井液循环罐液面监测与报警装置、钻井液处理装置和灌注装置的配备要求。

5.3.4.7 探井、气井、含硫油气井、气油比高的油井应配备钻井液液气分离器。

5.3.4.8 有抗硫要求的井口装置及井控管汇应符合 GB/T 20972 的相应规定。

5.3.5 其他要求

5.3.5.1 工程设计中应对同一区域曾发生的井喷、溢流、井漏等情况进行描述和风险提示。

5.3.5.2 探井应做地层破裂压力试验(裂缝性碳酸盐岩地层除外)。

5.3.5.3 在含硫化氢等有毒有害气体地区钻井，设计中应制定相应的安全措施。

5.3.5.4 欠平衡等特殊工艺、工序施工，设计中应制定专项井控技术措施。

6 井控装置

6.1 安装

6.1.1 通用要求

6.1.1.1 按工程设计要求配备井控装置。防喷器、节流管汇、压井管汇、防喷管线、内防喷工具等应经过井控车间检验合格。

6.1.1.2 井控装置承压部位采用螺栓连接的，螺栓丝扣应完好、无变形或损坏。采用法兰或卡箍连接的，应使用金属密封垫环，安装时应确保密封垫环密封致密，插销应插紧，插销与密封垫环的

6.1.3 防喷管线

6.1.3.1 钻井四通两翼应分别安装两个闸阀，并编号挂牌，标明开、关状态。使用分流器时，其四通两翼应分别至少安装一个阀门。

6.1.3.2 防喷管线通径应不小于 78 mm，采用标准法兰连接；额定工作压力大于 35 MPa 的防喷管线

AQ 2083—2025

应采用钢制管线,防喷管线转弯处应采用相同压力等级的角度不小于 120°预制铸(锻)钢弯头或 90°耐冲蚀变头。

6.1.4 节流管汇和压井管汇

6.1.4.1 节流管汇

e) 传输测井钻具组合。

6.1.8 钻井液液气分离器

6.1.8.1 钻井液液气分离器处理量的选择应满足工程设计要求。

6.1.8.2 钻井液液气分离器应安装在节流管汇出口一侧，与节流管汇之

AQ 2083—2025

6.3.1.4 不应用打开防喷器的方式来泄井内压力。

6.3.2 防喷器控制装置

6.3.2.1 远程控制台与司钻控制台手柄开关转动方向与控制对象的开关动作应一致。

8.1.3 钻开油气层前 50 m~100 m 及油气层钻进过程中,应做低泵冲试验,并做好排量、循环压力、井深、钻井液密度、钻头尺寸等记录。

8.1.4 加强对溢流预兆及溢流显示的监测,发现溢流、井漏及油气显示等异常情况,应立即报告司钻。

8.1.5 发现气侵应及时排除,气侵钻井液未经排气不应重新注入井内。

8.1.6 在油气层钻进作业中不应使用有线随钻仪。

8.2 起下钻作业

8.2.1 起钻前应充分循环井内钻井液,使其性能均匀,进出口密度差不大于 0.02 g/cm^3 。

8.2.2 进行短程起下钻检查油气侵和溢流,包括但不限于以下情况:

- a) 钻开油气层后第一次起钻前;
- b) 钻进中曾发生严重油气侵起钻前;
- c) 溢流压井后起钻前;
- d) 调低井内钻井液密度后起钻前;
- e) 钻开油气层井漏堵漏后起钻前;
- f) 须长时间停止循环进行其他作业(电测、下套管、下油管、中途测试等)起钻前。

8.2.3 短程起下钻后循环观察,油气上窜速度应满足安全作业时间,方可正式起钻。

8.2.4 起钻中应及时向井内灌满钻井液,专人坐岗记录、核对钻井液灌入量,发现异常情况及时汇报。

8.2.5 钻头在油气层中和油气层顶部以上 300 m 井段内起钻应控制速度。

8.2.6 起钻完应及时下钻,检修设备时应保持井内有一定数量的钻具,观察出口钻井液返出情况,不应在空井情况下进行设备检修。

8.2.7 下钻前应观察井内液面,无异常情况方可下钻。

8.2.8 下钻中应控制钻具下放速度,专人坐岗记录、核对钻井液返出量,发现异常情况及时汇报。

8.2.9 钻具底部装有钻具止回阀时,每下 20 柱~30 柱钻杆至少向钻具内灌满一次钻井液;下钻至主要油气层顶部前应灌满钻井液。

8.2.10 若静止或下钻时间过长,应分段循环钻井液。

8.2.11 临时中止起下钻时,应在钻具上安装内防喷工具,并监测井筒钻井液液面情况。

8.3 取心作业

8.3.1 含硫油气井取心作业,岩心筒到达地面前至少 10 个立柱至出心作业完,应开启防爆通风设备,并监测环境硫化氢浓度;当超过 30 mg/m^3 (20 ppm) 时,现场人员应佩戴正压式空气呼吸器。

8.3.2 在井口组装取心工具或出心过程中发生溢流时,应立即停止作业,抢接防喷单根(立柱)或将取心工具提出井口,按程序控制井口。

8.4 录井作业

8.4.1 综合录井队应按设计要求,在钻井液循环罐、计量罐安装液面检测装置,并定期校正;在含硫油气井或新探区录井作业时,还应安装固定式硫化氢检测及声光报警系统,配备便携式气体检测仪、正压式空气呼吸器等。

8.4.2 钻开油气层、含硫化氢地层前,应加强地层对比,及时向钻井队提出钻遇油气层、硫化氢等地质预报。

8.4.3 录井人员发现溢流、井漏或硫化氢显示等异常情况应立即报告司钻。

8.5 测井作业

8.5.1 测井前应保证井眼通畅、钻井液性能稳定,油气上窜速度满足测井作业安全要求。

8.5.2 测井前应现场对作业人员进行技术交底,对井控风险防控、硫化氢防护提出具体要求,明确应急处置程序。

8.5.3 电缆测井应配备剪断电缆的工具和电缆悬挂工具。电缆测井时发生溢流应尽快起出井内电缆关井,若条件不允许,应立即剪断电缆关井。

8.5.4 测井时间长,不能满足油气上窜速度的安全条件时,应中途通井循环。

8.6 固井作业

8.6.1 固井施工应按设计落实井控技术措施。

8.6.2 下套管前,应安装与套管尺寸匹配的半封闸板,或准备相应的防喷单根(立柱)及转换接头。

8.6.3 固井作业全过程应保持井内压力平衡,防止因井漏、水泥浆稠化初凝等造成井内压力失衡而导致溢流。

9 防火防爆措施

9.1 井场钻井设备的布局应满足防火的安全要求。井场距井口 30 m 以内的电气系统应符合防爆要求。

9.2 井场的明显处和有关设施、设备处应设置安全警示标志。

9.3 现场应配备适用的消防器材,定期进行检查和更换失效器材,灭火器应悬挂检查记录标签。

9.4 钻台上下、机泵房周围不应堆放杂物及易燃易爆物。

9.5 井场动火作业应履行动火审批程序。

9.6 井场应配备固定式或便携式气体检测仪。在有可燃气体环境作业时,在井口、振动筛等气体易聚集位置应配备防爆通风装置。

10 防硫化氢措施

10.1 含硫地区的钻井现场作业队伍应配备硫化氢监测仪器和正压式空气呼吸器。

10.2 在钻台上下、振动筛、钻井液循环罐等易燃易爆场所应配备防爆通风设备。

10.3 钻机设备的安放位置应考虑当地的主要风向和钻井含硫油气层时的季节风风向。

10.4 在井场应设置明显的硫化氢警示标志及风向标。

10.5 井场周围应设置至少两处临时安全区,一处位于当地季节风的上风方向。

10.6 钻开含硫油气层前,应进行防硫化氢安全技术交底。

10.7 含硫油气井钻井液按设计要求加入除硫剂,pH 值应控制在 9.5 以上,油基钻井液碱度控制在 2.5 以上)。

10.8 当在空气中硫化氢

11.4 压井作业应有施工方案,并进行技术交底。

11.5 天然气溢流关井后若不能及时压井,应采取相应处理措施防止井口压力过高。

12 井喷失控处置

12.1 井喷失控发生后应防止井喷着火或事故后果扩大,立即向上级主管单位或有关部门汇报。

12.2 高含硫油气井井喷失控后,应协助当地政府做好井口 500 m 范围内居民的疏散工作。

12.3 设置观察点,定时取样,测定井场各处有毒有害气体含量,划分安全范围,根据监测情况决定是否扩大撤离范围。

12.4 高含硫油气井井喷失控后,在人员生命受到严重威胁,且短时间内无法恢复井口控制时,应按照应急预案实施点火。

13 其他要求

13.1 钻井作业施工队伍应对钻台设备设施危险源进行辨识,制定风险削减控制措施,执行巡回检查制度,及时排查并消除设备设施隐患。

13.2 钻井作业施工队伍应对作业活动中存在的危险源进行识别,制定风险削减措施并落实。

13.3 钻井施工现场涉及两个以上生产经营单位在同一作业区域内进行生产经营活动,可能危及对方生产安全的,应当签订安全生产管理协议并落实。